МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ 30319.3— 2015

Газ природный

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2016

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены в ГОСТ 1.0—92 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2—2009 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, применения, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ», Техническим комитетом по стандартизации ТК 52 «Природный и сжиженные газы»

2 ВНЕСЕН Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт)

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 27 августа 2015 г. № 79-П)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа (по управлению строительством) по стандартизации
Армения	AM	Минэкономики Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Молдова	MD	Молдова-Стандарт
Россия	RU	Росстандарт
Украина	UA	Минэкономразвития Украины

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 ноября 2015 г. № 2075-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 30319.3—2015 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2017 г.

5 ВЗАМЕН 30319.3—96

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартинформ, 2016

В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения и обозначения 2
4 Методы расчета физических свойств природного газа 2
4.1 Методы расчета плотности и коэффициента сжимаемости 2
4.2 Методы расчета показателя адиабаты и скорости звука 4
4.3 Метод расчета коэффициента динамической вязкости 5
5 Алгоритм расчета физических свойств природного газа 7
5.1 Исходные данные 7
5.2 Алгоритм расчета 8
6 Диапазон применения и погрешности расчета физических свойств природного газа 9
6.1 Диапазон применения и погрешности методов расчета физических свойств 9
6.2 Учет погрешности измерения давления, температуры и молярных долей компонентов природного газа 12
Приложение А (обязательное) Характеристические параметры компонентов природного газа, коэффициенты и параметры методов расчета свойств природного газа 15
Приложение Б (справочное) Примеры расчета физических свойств природного газа 24
Библиография 26

Поправка к ГОСТ 30319.3—2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Пункт 4.3.2, формула (30)	$\mu_0 = \sum_{i=1}^{Nc} \frac{x_i \mu_{0i}}{\sum_{j=1}^{Nc} \frac{[1 + (\mu_{0i}/\mu_{0j})^{1/2} (M_j/M_i)^{1/4}]^2}{[8(1 + M_i/M_j)]^{1/2}}}$	$\mu_0 = \sum_{i=1}^{Nc} \frac{x_i \mu_{0i}}{\sum_{j=1}^{Nc} \frac{x_j [1 + (\mu_{0i}/\mu_{0j})^{1/2} (M_j/M_i)^{1/4}]^2}{[8(1 + M_i/M_j)]^{1/2}}}$
Пункт 5.1.3. Пример	***По таблице 2 находим значения коэффициентов:***	***По таблице 1 находим значения коэффициентов:***

(ИУС № 4 2017 г.)

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

Газ природный

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе

Natural gas. Methods of calculation of physical properties. Calculation of physical properties on base information on component composition

Дата введения — 2017—01—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт предназначен для расчета коэффициента сжимаемости, плотности, показателя адиабаты, коэффициента динамической вязкости природного газа и скорости распространения звука в среде природного газа по измеренным значениям давления, температуры и молярных долей компонентов природного газа.

1.2 Настоящий стандарт применяют для расчета указанных в 1.1 физических свойств природного газа при давлениях до 30 МПа включительно и температурах от 250 до 350 К.

1.3 Методы и алгоритм расчета физических свойств, приведенные в настоящем стандарте, могут быть использованы при разработке программного обеспечения вычислителей расхода природного газа.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 31371.1—2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Руководство по проведению анализа

ГОСТ 31371.2—2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 2. Характеристики измерительной системы и статистические оценки данных

ГОСТ 31371.3—2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 3. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов до C_8 с использованием двух насадочных колонок

ГОСТ 31371.4—2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 4. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_5 и C_{6+} в лаборатории и с помощью встроенной измерительной системы с использованием двух колонок

ГОСТ 31371.5—2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 5. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_5 и C_{6+} в лаборатории и при непрерывном контроле с использованием трех колонок

ГОСТ 31371.6—2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 6. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_8 с использованием трех капиллярных колонок

ГОСТ 31371.7—2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов

ГОСТ 30319.1—2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения

Издание официальное

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и обозначения

3.1 В настоящем стандарте применены термины и определения по ГОСТ 30319.1.

3.2 Основные условные обозначения величин, принятые в стандарте, приведены в таблице 2 ГОСТ 30319.1.

4 Методы расчета физических свойств природного газа

4.1 Методы расчета плотности и коэффициента сжимаемости

4.1.1 Приведенную плотность природного газа (δ) при измеренных (заданных) значениях давления, температуры и молярных долей компонентов природного газа определяют из решения следующего уравнения

$$\pi = \delta\tau \cdot (1 + A_0), \quad (1)$$

где π — приведенное давление;

τ — приведенная температура;

A_0 — безразмерный комплекс (см. 4.1.1.2).

4.1.1.1 Приведенные давление (π) и температуру (τ) рассчитывают по формулам:

$$\pi = p/p_{0m}, \quad (2)$$

$$\tau = T/L_T, \quad (3)$$

где p_{0m} — параметр приведения для давления, МПа;

L_T — параметр приведения для температуры, равный 1 К.

Параметр приведения для давления рассчитывают по формуле

$$p_{0m} = 10^{-6} K_X^2 R L_T, \quad (4)$$

где K_X — смесевой параметр размера, м/кмоль$^{1/3}$;

R — универсальная газовая постоянная (см. таблицу 2 ГОСТ 30319.1).

Смесевой параметр размера (K_X) рассчитывают по формуле

$$K_X = \left\{ \left[\sum_{i=1}^{Nc} x_i K_i^{5/2} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{Nc-1} \sum_{j=i+1}^{Nc} x_i x_j (K_{ij}^5 - 1)(K_i K_j)^{5/2} \right\}^{1/5}, \quad (5)$$

где Nc — число компонентов природного газа;

$\{K_i\}$ и $\{K_j\}$ — параметры размера компонентов природного газа, значения которых приведены в таблице А.1 (приложение А);

$\{K_{ij}\}$ — параметры бинарного взаимодействия, значения которых приведены в таблице А.2 (приложение А).

4.1.1.2 Безразмерный комплекс (A_0) рассчитывают по формуле

$$A_0 = \sum_{n=1}^{58} a_n \delta^{b_n} \tau^{-u_n} \left[b_n D_n + \left(b_n - c_n k_n \delta^{k_n} \right) U_n \exp\left(- c_n \delta^{k_n} \right) \right], \quad (6)$$

где $\{a_n\}$, $\{b_n\}$, $\{u_n\}$, $\{c_n\}$, и $\{k_n\}$ — коэффициенты и показатели степеней, значения которых приведены в таблице А.3 (приложение А);

$\{D_n\}$, $\{U_n\}$ — функции молярных долей компонентов природного газа.

Функции молярных долей компонентов природного газа $\{D_n\}$ и $\{U_n\}$ рассчитывают по формулам:

$$D_n = \begin{cases} B_n K_X^4, & 1 \le n \le 12; \\ B_n K_X^4 - C_n, & 13 \le n \le 18; \\ 0, & 19 \le n \le 58 \end{cases} \quad (7)$$

$$U_n = \begin{cases} 0, & 1 \le n \le 12; \\ C_n, & 13 \le n \le 58. \end{cases} \quad (8)$$

Вспомогательные функции (C_n и B_n) рассчитывают по формулам:

$$C_n = (G + 1 - g_n)^{g_n} \left(Q^2 + 1 - q_n \right)^{q_n} (F + 1 - f_n)^{f_n} V^{v_n}, \quad (9)$$

$$B_n = \sum_{i=1}^{18} \sum_{j=1}^{18} x_i x_j B_{ij} E_{ij}^{s_n} \left(K_i K_j \right)^{3/2}, \quad (10)$$

$$G = \sum_{i=1}^{18} x_i G_i + \sum_{i=1}^{17} \sum_{j=i+1}^{18} x_i x_j \left(G_{ij}^* - 1 \right) \left(G_i + G_j \right), \quad (11)$$

$$Q = \sum_{i=1}^{18} x_i Q_i, \quad (12)$$

$$F = \sum_{i=1}^{18} x_i^2 F_i, \quad (13)$$

$$V = \left\{ \left[\sum_{i=1}^{18} x_i E_i^{5/2} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{17} \sum_{j=i+1}^{18} x_i x_j \left(V_{ij}^* - 1 \right) \left(E_i E_j \right)^{5/2} \right\}^{1/5}, \quad (14)$$

$$B_{nij} = \left(G_{ij} + 1 - g_n \right)^{g_n} \left(Q_i Q_j + 1 - q_n \right)^{q_n} \left(\sqrt{F_i F_j} + 1 - f_n \right)^{f_n} \left(S_i S_j + 1 - s_n \right)^{s_n} \times \left(W_i W_j + 1 - w_n \right)^{w_n}, \quad (15)$$

$$E_{ij} = E_{ij}^* \sqrt{E_i E_j}, \quad (16)$$

$$G_{ij} = G_{ij}^* \left(G_i + G_j \right) / 2, \quad (17)$$

где $\{g_n\}$, $\{q_n\}$, $\{f_n\}$, $\{s_n\}$, $\{w_n\}$ — параметры, значения которых приведены в таблице А.3 (приложение А);

$\{E_i\}$, $\{G_i\}$, $\{Q_i\}$, $\{F_i\}$, $\{S_i\}$, $\{W_i\}$ — параметры компонентов природного газа, значения которых приведены в таблице А.1 (приложение А);

$\{E_{ij}^*\}$, $\{V_{ij}\}$, $\{G_{ij}^*\}$ — параметры бинарного взаимодействия компонентов природного газа, значения которых приведены в таблице А.2 (приложение А).

4.1.2 Решение уравнения (1) осуществляют в итерационном процессе методом Ньютона; значение начального приближения ($\delta^{(0)}$) рассчитывают, используя заданные значения температуры, давления и молярных долей x_i природного газа (см. 5.2.2). После вычисления приведенной плотности (δ) в итерационном процессе плотность смеси рассчитывают по формуле

$$\rho = M_m K_X^{-3} \delta, \tag{18}$$

где M_m — молярная масса смеси, кг/кмоль;

K_X — смесевой параметр размера (см. формулу (5)).

Молярную массу смеси рассчитывают по формуле

$$M_m = \sum_{i=1}^{Nc} x_i M_i, \tag{19}$$

где M_i — молярная масса i-го компонента природного газа, значения которой для каждого компонента приведены в таблицах А.1 и А.9 (приложение А);

Nc — число компонентов природного газа.

4.1.3 Коэффициент сжимаемости природного газа рассчитывают по формуле

$$z = 1 + A_0, \tag{20}$$

где A_0 — безразмерный комплекс (см. 4.1.1.2).

Примечание — Безразмерный комплекс A_0 в формуле (20) рассчитывают при заданных значениях (T, $\{x_i\}$) и найденном в результате решения уравнения (1) значении приведенной плотности (δ).

4.2 Методы расчета показателя адиабаты и скорости звука

4.2.1 Показатель адиабаты и скорость звука рассчитывают по следующим формулам:

$$k = \left[1 + A_1 + (1 + A_2)^2 / (c_{p0r} - 1 + A_3)\right] / z, \tag{21}$$

$$u = \left\{10^3 R M_m^{-1} T \left[1 + A_1 + (1 + A_2)^2 / (c_{p0r} - 1 + A_3)\right]\right\}^{0.5}, \tag{22}$$

где A_1, A_2 и A_3 — безразмерные комплексы (см. 4.2.2);

c_{p0r} — безразмерная изобарная теплоемкость природного газа в идеально-газовом состоянии (см. 4.2.3).

4.2.2 Безразмерные комплексы A_1, A_2 и A_3 рассчитывают по следующим формулам:

$$A_1 = \sum_{n=1}^{58} a_n \delta^{b_n} \tau^{-u_n} \left\{(b_n + 1) b_n D_n + \left[(b_n - c_n k_n \delta^{k_n})(b_n - c_n k_n \delta^{k_n} + 1) - c_n^2 k_n^2 \delta^{k_n}\right] \times U_n \exp\left(-c_n \delta^{k_n}\right)\right\} \tag{23}$$

$$A_2 = \sum_{n=1}^{58} a_n \delta^{b_n} \tau^{-u_n} (1 - u_n)\left[b_n D_n + (b_n - c_n k_n \delta^{k_n}) U_n \exp\left(-c_n \delta^{k_n}\right)\right], \tag{24}$$

$$A_3 = \sum_{n=1}^{58} a_n \delta^{b_n} \tau^{-u_n} u_n (1 - u_n)\left[D_n + U_n \exp\left(-c_n \delta^{k_n}\right)\right]. \tag{25}$$

Коэффициенты, показатели степеней, параметры, функции, входящие в формулы расчета (23) — (25), те же самые, которые входят в формулы расчета безразмерного комплекса A_0 (см. 4.1.1.2).

4.2.3 Безразмерную изобарную теплоемкость природного газа в идеально-газовом состоянии (c_{p0r}) рассчитывают по формуле

$$c_{p0r} = \sum_{i=1}^{Nc} x_i c_{p0ri}, \tag{26}$$

где $\{c_{p0ri}\}$ — безразмерные изобарные теплоемкости компонентов природного газа в идеально-газовом состоянии;

Nc — число компонентов природного газа.

Значения величин $\{c_{p0ri}\}$ рассчитывают по формуле

$$c_{p0ri} = B_{0i} + C_{0i}\left[\frac{D_{0i}\theta}{\sinh(D_{0i}\theta)}\right]^2 + E_{0i}\left[\frac{F_{0i}\theta}{\cosh(F_{0i}\theta)}\right]^2 + G_{0i}\left[\frac{H_{0i}\theta}{\sinh(H_{0i}\theta)}\right]^2 + I_{0i}\left[\frac{J_{0i}\theta}{\cosh(J_{0i}\theta)}\right]^2, \; i = 1,2,\ldots,Nc, \tag{27}$$

где $\theta = \tau^{-1}$.

Коэффициенты $\{B_{0i}\}$, $\{C_{0i}\}$, $\{D_{0i}\}$, $\{E_{0i}\}$, $\{F_{0i}\}$, $\{G_{0i}\}$, $\{H_{0i}\}$, $\{I_{0i}\}$, $\{J_{0i}\}$, формулы (27) приведены в таблице А.4 (приложение А).

4.3 Метод расчета коэффициента динамической вязкости

4.3.1 Вязкость природного газа рассчитывают по формуле

$$\mu = \mu_0 + \frac{2,63064 \cdot M_m^{1/2} p_{пк}^{2/3}}{T_{пк}^{1/6}} \Delta\mu, \tag{28}$$

где μ_0 — вязкость природного газа в разреженном состоянии;

M_m — молярная масса природного газа (см. формулу (19));

$p_{пк}$ — псевдокритическое давление природного газа;

$T_{пк}$ — псевдокритическая температура природного газа (см. формулу (37));

$\Delta\mu$ — избыточная составляющая вязкости природного газа.

Псевдокритическое давление природного газа рассчитывают по формуле

$$p_{пк} = 10^{-3} R \bar{\rho}_{пк} T_{пк} \left(0,291 - 0,08 \sum_{i=1}^{Nc} x_i \Omega_i\right), \tag{29}$$

где R — универсальная газовая постоянная (см. таблицу 2 ГОСТ 30319.1);

$\bar{\rho}_{пк}$ — псевдокритическая молярная плотность природного газа (см. формулу (36));

Ω_i — ацентрический фактор Питцера i-го компонента природного газа, значения $\{\Omega_i\}$ для компонентов приведены в таблице А.5 (приложение А);

Nc — число компонентов природного газа.

4.3.2 Вязкость природного газа в разреженном состоянии вычисляют по формуле

$$\mu_0 = \sum_{i=1}^{Nc} \frac{x_i \mu_{0i}}{\sum_{j=1}^{Nc} \left[1 + (\mu_{0i}/\mu_{0j})^{1/2} (M_j/M_i)^{1/4}\right]^2 \Big/ \left[8\left(1 + M_i/M_j\right)\right]^{1/2}}, \tag{30}$$

где μ_{0i} и μ_{0j} — соответственно вязкость i-го и j-го компонентов природного газа в разреженном состоянии;

M_i и M_j — соответственно молярная масса i-го и j-го компонентов природного газа, значения которых для каждого компонента приведены в таблицах А.1 и А.9 (приложение А).

Вязкость компонентов природного газа в разреженном состоянии (μ_{0i}) вычисляют по формуле

$$\mu_{0i} = \sum_{k=1}^{5} a_{ik} (T/100)^{k}, \; i = 1,2,\ldots,Nc, \tag{31}$$

где $\{a_{ik}\}$ — коэффициенты, значения которых для каждого компонента приведены в таблице А.6 приложения А;

Nc — число компонентов природного газа.

4.3.3 Избыточную составляющую вязкости рассчитывают по формуле

$$\Delta\mu = \sum_{n=1}^{8} c_n \left(\phi_1 \omega_m^{r_n} \tau_m^{t_n}\right)^{r_n} \left(\phi_2 \omega_m^{r_n} \tau_m^{t_n}\right)^{t_n}, \tag{32}$$

где $\{c_n\}$, $\{r_n\}$, $\{t_n\}$ — коэффициенты и показатели степеней, значения которых приведены в таблице А.7 (приложение А);

$\phi_1,\ldots,\phi_6$ — параметры преобразований для приведенных значений плотности и температуры природного газа (см. формулу (33));

ω_m и τ_m — приведенные плотность и температура природного газа (см. формулы (34), (35)).

Параметры преобразований для приведенных значений плотности и температуры природного газа рассчитывают по формуле

$$\phi_i = \delta_i + \sum_{k=1}^{Nc} x_k d_{ik}, \; i = 1,2,\ldots,6, \tag{33}$$

где $\{\delta_i\}$ и $\{d_{ik}\}$ — коэффициенты, значения которых приведены в таблице А.8 (приложение А);

Nc — число компонентов природного газа.

Приведенные плотность (ω_m) и температуру (τ_m) природного газа рассчитывают по формулам:

$$\omega_m = \rho / \tilde{\rho}_m, \tag{34}$$

$$\tau_m = T / T_m, \tag{35}$$

где $\tilde{\rho}_m$, T_m — псевдокритические молярная плотность и температура природного газа.

Псевдокритическую молярную плотность ($\tilde{\rho}_m$) и температуру (T_{nk}) вычисляют по следующим формулам:

$$\tilde{\rho}_m^{-1} = 0{,}125 \sum_{i=1}^{Nc} \sum_{j=1}^{Nc} x_i x_j \left[(M_i/\rho_{ci})^{1/3} + (M_j/\rho_{cj})^{1/3}\right]^3, \tag{36}$$

$$T_m = 0{,}125 \cdot \tilde{\rho}_m \sum_{i=1}^{Nc} \sum_{j=1}^{Nc} x_i x_j \left[(M_i/\rho_{ci})^{1/3} + (M_j/\rho_{cj})^{1/3}\right]^3 (T_{ci} T_{cj})^{1/2}, \tag{37}$$

где $\{\rho_{кpi}, \rho_{кpj}\}$, $\{M_i, M_j\}$ и $\{T_{кpi}, T_{кpj}\}$ — критические плотности, молярные массы и критические температуры для компонентов (i, j) природного газа соответственно;

Nc — число компонентов природного газа.

Значения критических параметров $\{T_{кpi}\}$, $\{\rho_{кpi}\}$ и молярной массы $\{M_i\}$ для компонентов природного газа приведены в таблицах А.5 и А.1, А.9 (приложение А) соответственно.

5 Алгоритм расчета физических свойств природного газа

5.1 Исходные данные

5.1.1 Исходными данными для расчета физических свойств природного газа являются:
- молярные доли компонентов природного газа $\{x_i\}$;
- абсолютное давление природного газа;
- температура природного газа.

5.1.2 Молярные доли компонентов природного газа определяют хроматографическим анализом по ГОСТ 31371.1 — ГОСТ 31371.7. Измерения молярных долей компонентов могут выполняться как потоковыми, так и лабораторными хроматографами. Если измерены объемные доли компонентов природного газа, то для перевода их в молярные доли используют следующую формулу

$$x_i = \frac{r_i/z_{ci}}{\sum_{i=1}^{Nc} r_i/z_{ci}}, \quad i = 1, \ldots, Nc, \tag{38}$$

где r_i — объемная доля i-го компонента природного газа;

z_{ci} — коэффициент сжимаемости i-го компонента природного газа при стандартных условиях, значения которого приведены в таблице А.1 приложения А;

Nc — число компонентов природного газа.

5.1.3 Избыточное давление природного газа измеряют с применением соответствующих средств измерений. Для расчета абсолютного давления и перевода его в МПа применяют следующую формулу

$$p = K_{p1} p_{изб} + K_{p2} p_{атм}, \tag{39}$$

где K_{p1} и K_{p2} — переводные коэффициенты, значения которых приведены в таблице 1;

$p_{изб}$ — избыточное давление природного газа;

$p_{атм}$ — атмосферное давление.

Таблица 1 — Переводные коэффициенты K_{p1} и K_{p2}

Единица измерения	Коэффициенты K_{p1} и K_{p2}
1 кгс/см^2	$9{,}80665\times10^{-2}$
1 кгс/м^2	$9{,}80665\times10^{-6}$
1 МПа	1
1 бар	10^{-1}
1 мм рт. ст.	$1{,}33322\times10^{-4}$

Пример — Перевод давления P, МПа, при заданных $p_{изб}$ = 10 кгс/см^2; $p_{атм}$ = 750 мм рт. ст. По таблице 2 находим значения коэффициентов: $K_{p1} = 9{,}80665\times10^{-2}$; $K_{p2} = 1{,}33322\times10^{-4}$, затем рассчитываем абсолютное давление: $p = 9{,}80665\times10^{-2}\times10 + 1{,}33322\times10^{-4}\times750 = 1{,}08066$ МПа.

5.1.4 Температуру природного газа измеряют с применением соответствующих средств измерений, как правило, в градусах Цельсия. Для перевода измеренной температуры t, °С в температуру Т, *К* применяют следующую формулу

$$T = t + 273{,}15. \quad (40)$$

5.2 Алгоритм расчета

5.2.1 Рассчитывают характерные параметры природного газа и функции молярных долей компонентов природного газа:

- смесевой параметр размера (K_X) по формуле (5);
- давление нормировки (p_{0m}) по формуле (4);
- молярную массу (M_m) по формуле (19);
- функции молярных долей компонентов D_n и U_n по формулам (7)—(17).

5.2.2 Расчет приведенной плотности (δ) осуществляется в результате решения уравнения (1).

Значение начального приближения приведенной плотности ($\delta^{(0)}$) рассчитывают, используя значения исходных данных (Т, р, x_i), по формуле

$$\delta^{(0)} = \frac{10^3 pK_X^3}{RT}, \quad (41)$$

где R — универсальная газовая постоянная (см. таблицу 1 ГОСТ 30319.1).

Окончательное значение приведенной плотности (δ) определяется по методу Ньютона в следующем итерационном процессе:

а) приведенную плотность ($\delta^{(k)}$) на k-м итерационном шаге определяют из выражений

$$\Delta\delta^{(k)} = \left[\pi/\tau - \left(1 + A_0^{(k-1)}\right)\delta^{(k-1)}\right] / \left(1 + A_1^{(k-1)}\right),$$
$$\delta^{(k)} = \delta^{(k-1)} + \Delta\delta^{(k)}, \quad (42)$$

где безразмерные комплексы $A_0^{(k-1)}$, $A_1^{(k-1)}$ рассчитывают по формулам (6) и (23) при плотности на итерационном шаге (k-1), т. е. при $\delta^{(k-1)}$;

б) условие завершения итерационного процесса

$$\left|\left(\pi_{расч}^{(k)} - \pi\right)/\pi\right| < 10^{-6}, \quad (43)$$

где приведенное давление $\pi_{расч}^{(k)}$ рассчитывают по формуле

$$\pi_{расч}^{(k)} = \delta^{(k)}\tau\left(1 + A_0^{(k)}\right), \quad (44)$$

где безразмерный комплекс $A_0^{(k)}$ рассчитывают по формуле (6) при плотности на итерационном шаге (k), т. е. при $\delta^{(k)}$.

Если условие (43) не выполняется, то продолжают итерационный процесс, возвращаясь к пункту а) итерационного процесса. Если условие (43) выполняется, то уравнение (1) считается решенным. После этого рассчитывают плотность по формуле (18) и коэффициент сжимаемости (z) по формуле (20) при $\delta = \delta^{(k)}$, т. е. при найденном решении уравнения (1).

5.2.3 Расчет показателя адиабаты и скорости звука выполняют по формулам (21) и (22) при заданных (τ) и (x_i) и найденном значении $\delta = \delta^{(k)}$.

5.2.4 Расчет вязкости осуществляется по формулам (28)—(37) при заданных значениях (Т) и (x_i) и найденному значению молярной плотности

$$\tilde{\rho} = \rho / M_{м}, \quad (45)$$

где ρ — плотность, рассчитанная по формуле (18) при значении $\delta = \delta^{(k)}$.

Блок-схема и примеры расчета физических свойств природного газа по представленным в стандарте методам приведены, соответственно, на рисунке 1 и в приложении Б.

6 Диапазон применения и погрешности расчета физических свойств природного газа

6.1 Диапазон применения и погрешности методов расчета физических свойств

6.1.1 Методы расчета, приведенные в настоящем стандарте, предназначены для расчета физических свойств природного газа в следующих диапазонах параметров:

- по температуре — от 250 до 350 К включительно;
- по давлению — от 0,1 до 30,0 МПа включительно.

При этом молярные доли компонентов природного газа не должны выходить за диапазоны, которые приведены в таблице 2.

6.1.2 Погрешности методов расчета физических свойств природного газа с диапазонами молярных долей компонентов, которые представлены в таблице 2, и во всем диапазоне температур и давлений, приведенном в 6.1.1, находятся в следующих пределах:

$$0{,}1\ \% \le \delta_{\rho м},\ \delta_{z м} \le 0{,}4\ \%;$$

$$0{,}2\ \% \le \delta_{ш м} \le 2{,}0\ \%;$$

$$0{,}5\ \% \le \delta_{к м} \le 4{,}4\ \%;$$

$$0{,}6\ \% \le \delta_{ц м} \le 4{,}0\ \%.$$

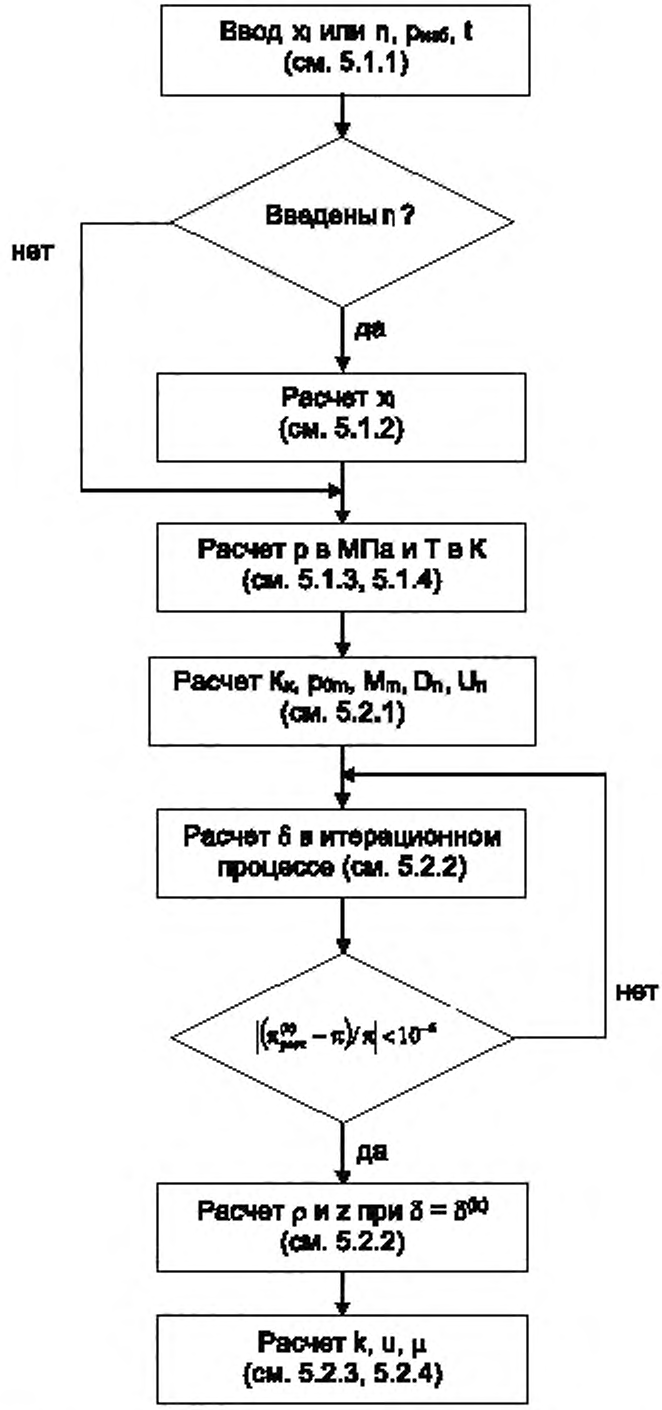

Рисунок 1 — Блок-схема расчета физических свойств природного газа

Таблица 2 — Компоненты природного газа и диапазоны молярных долей компонентов

Компонент	Диапазоны молярных долей
Метан	$0,7 \le x_{CH4} < 1,0$
Этан	$x_{C2H6} \le 0,10$
Пропан	$x_{C3H8} \le 0,035$
Бутаны в сумме	$x_{C4H10} \le 0,015$
Пентаны в сумме	$x_{C5H12} \le 0,005$
Гексан	$x_{нC6H14} \le 0,001$
Азот	$x_{N2} \le 0,20$
Диоксид углерода	$x_{CO2} \le 0,20$
Гелий	$x_{He} \le 0,005$
Водород	$x_{H2} \le 0,10$

Примечания

1 Молярные доли остальных компонентов не превышают суммарно 0,0015.

2 Если в природном газе молярная доля гелия не превышает 0,0005, то при расчете физических свойств можно принять $x_{He} = 0$, а измеренную по ГОСТ 31371.1 — ГОСТ 31371.7 молярную долю гелия суммировать с молярной долей азота.

3 Если в природном газе молярная доля водорода не превышает 0,0005, то при расчете физических свойств можно принять $x_{H2} = 0$, а измеренную по ГОСТ 31371.1 — ГОСТ 31371.7 молярную долю водорода суммировать с молярной долей азота.

4 Если измерены по ГОСТ 31371.1 — ГОСТ 31371.7 молярные доли кислорода и аргона, то при расчете физических свойств их значения необходимо суммировать с молярной долей азота.

5 Если измерены по ГОСТ 31371.1 — ГОСТ 31371.7 молярные доли н-гептана и н-октана, то при расчете физических свойств их значения необходимо суммировать с молярной долей н-гексана.

6 Для исключения возникновения дополнительной погрешности расчета физических свойств необходимо молярную массу смеси рассчитывать по формуле (19) с учетом всех компонентов, молярная доля которых не равна нулю (молярные массы кислорода, аргона, н-гептана и н-октана приведены в таблице А.9 приложения А).

Погрешности методов расчета физических свойств природного газа, соответствующие конкретным диапазонам температуры и давления, приведены в таблицах 3—5.

Таблица 3 — Погрешности методов расчета плотности и коэффициента сжимаемости (с доверительной вероятностью 95 %)

Т, К	ρ, МПа	$\delta_{\rho м}$, $\delta_{z м}$, %
От 250,0 до 267,0 включ.	От 0,1 до $P_{\rho 1}$ включ.	0,1
	Св. $P_{\rho 1}$ до $P_{\rho 2}$ включ.	0,2
	Св. $P_{\rho 2}$ до 30,0 включ.	0,4
Св. 267,0 до 280,0 включ.	От 0,1 до $P_{\rho 3}$ включ.	0,1
	Св. $P_{\rho 3}$ до 30,0 включ.	0,2
Св. 280,0 до 295,0 включ.	От 0,1 до 30,0 включ.	0,1
Св. 295,0 до 310,0 включ.	От 0,1 до $P_{\rho 4}$ включ.	0,1
	Св. $P_{\rho 4}$ до 30,0 включ.	0,2
Св. 310,0 до 350,0 включ.	От 0,1 до $P_{\rho 5}$ включ.	0,1
	Св. $P_{\rho 5}$ до 30,0 включ.	0,2

Окончание таблицы 3

Примечания 1 $P_{\rho1} = 0{,}32353T - 78{,}882$. 2 $P_{\rho2} = 0{,}94118T - 221{,}29$. 3 $P_{\rho3} = 1{,}7308T - 454{,}62$. 4 $P_{\rho4} = -1{,}2000T + 384{,}00$. 5 $P_{\rho5} = 0{,}30000T - 81{,}000$.

Таблица 4 — Погрешности методов расчета скорости звука и показателя адиабаты (с доверительной вероятностью 95 %)

T, K	p, МПа	$\delta_{uм}$, %	$\delta_{kм}$, %
От 250,0 до 350,0 включ.	От 0,1 до P_{w1} включ.	0,2	0,5
	Св. P_{w1} до P_{w2} включ.	0,8	1,8
	Св P_{w2} до 30,0 включ.	2,0	4,4
Примечания 1 $P_{w1} = 0{,}06T - 9{,}0$. 2 $P_{w2} = 0{,}20T - 40{,}0$.			

Таблица 5 — Погрешности методов расчета коэффициента динамической вязкости (с доверительной вероятностью 95 %)

T, K	p, МПа	$\delta_{\mu м}$, %
От 250 до 350 включ.	От 0,1 до 1,0 включ.	0,6
	Св. 1,0 до 10,0 включ.	1,9
	Св. 10,0 до 20,0 включ.	2,6
	Св. 20,0 до 30,0 включ.	4,0

6.2 Учет погрешности измерения давления, температуры и молярных долей компонентов природного газа

6.2.1 Погрешность расчета коэффициента сжимаемости (δ_z), плотности (δ_ρ), скорости звука (δ_u), показателя адиабаты (δ_k) и вязкости (δ_μ) с учетом погрешности измерения давления, температуры и молярных долей компонентов природного газа

(исходных данных для расчета) вычисляют по следующим формулам:

$$\delta_z = \left(\delta_{zм}^2 + \delta_{zиз}^2\right)^{0,5}, \quad (46)$$

$$\delta_\rho = \left(\delta_{\rho м}^2 + \delta_{\rho из}^2\right)^{0,5}, \quad (47)$$

$$\delta_u = \left(\delta_{uм}^2 + \delta_{uиз}^2\right)^{0,5}, \quad (48)$$

$$\delta_k = \left(\delta_{kм}^2 + \delta_{kиз}^2\right)^{0,5}, \quad (49)$$

$$\delta_\mu = \left(\delta_{\mu м}^2 + \delta_{\mu из}^2\right)^{0,5}, \quad (50)$$

где $\delta_{zм}$, $\delta_{\rho м}$, $\delta_{uм}$, $\delta_{kм}$ и $\delta_{\mu м}$ — погрешности методов расчета соответственно коэффициента сжимаемости, плотности, скорости звука, показателя адиабаты и вязкости, значения которых приведены в таблицах 3—5;

$\delta_{zид}$, $\delta_{ρид}$, $\delta_{uид}$, $\delta_{kид}$ и $\delta_{μид}$ — погрешности расчета соответственно коэффициента сжимаемости, плотности, скорости звука, показателя адиабаты и вязкости, которые появляются дополнительно в связи с погрешностью измерения давления, температуры и молярных долей компонентов природного газа.

6.2.2 Погрешности $\delta_{zид}$, $\delta_{ρид}$, $\delta_{uид}$, $\delta_{kид}$ и $\delta_{μид}$ вычисляют по следующим формулам:

$$\delta_{zид} = \frac{100}{z}\left[\sum_{k=1}^{N_c+3}\left(z_{q_k+} - z_{q_k-}\right)^2\right]^{0,5}, \quad (51)$$

$$\delta_{ρид} = \frac{100}{\rho}\left[\sum_{k=1}^{N_c+3}\left(\rho_{q_k+} - \rho_{q_k-}\right)^2\right]^{0,5}, \quad (52)$$

$$\delta_{uид} = \frac{100}{u}\left[\sum_{k=1}^{N_c+3}\left(u_{q_k+} - u_{q_k-}\right)^2\right]^{0,5}, \quad (53)$$

$$\delta_{kид} = \frac{100}{k}\left[\sum_{k=1}^{N_c+3}\left(k_{q_k+} - k_{q_k-}\right)^2\right]^{0,5}, \quad (54)$$

$$\delta_{μид} = \frac{100}{\mu}\left[\sum_{k=1}^{N_c+3}\left(\mu_{q_k+} - \mu_{q_k-}\right)^2\right]^{0,5}, \quad (55)$$

где N_c — число компонентов природного газа;

q_k — условное обозначение k-го параметра применяемых для расчета исходных данных, т. е. измеренные значения давления, температуры и молярных долей компонентов природного газа;

z, ρ, u, k и μ — соответственно, коэффициент сжимаемости, плотность, скорость звука, показатель адиабаты и вязкость, значения которых рассчитывают при измеренных значениях давления, температуры и молярных долей компонентов природного газа;

z_{q_k+}, ρ_{q_k+}, u_{q_k+}, k_{q_k+}, μ_{q_k+} — соответственно, коэффициент сжимаемости, плотность, скорость звука, показатель адиабаты и вязкость, алгоритм расчета которых приведен в 6.2.3;

z_{q_k-}, ρ_{q_k-}, u_{q_k-}, k_{q_k-}, μ_{q_k-} — соответственно, коэффициент сжимаемости, плотность, скорость звука, показатель адиабаты и вязкость, алгоритм расчета которых приведен в 6.2.3.

6.2.3 Для упрощения алгоритм расчета значений коэффициента сжимаемости (z_{q_k+} и z_{q_k-}) приведен для бинарной смеси с измеренными молярными долями ($x_{1и}$ и $x_{2и}$), а также при измеренных значениях давления ($p_и$) и температуры ($T_и$). Расчет аналогичных значений плотности (ρ_{q_k+} и ρ_{q_k-}), скорости звука (u_{q_k+} и u_{q_k-}), показателя адиабаты (k_{q_k+} и k_{q_k-}) и вязкости (μ_{q_k+} и μ_{q_k-}) осуществляют также, как и для коэффициента сжимаемости z_{q_k+} и z_{q_k-}.

В случае бинарной смеси формула (51) приобретает следующий вид:

$$\delta_{zид} = \frac{100}{z}\left[\sum_{k=1}^{4}\left(z_{q_k+} - z_{q_k-}\right)^2\right]^{0,5}, \quad (56)$$

где z — коэффициент сжимаемости, значение которого рассчитано при измеренных значениях $p_и$, $T_и$, $x_{1и}$ и $x_{2и}$;

z_{q_k} — коэффициент сжимаемости, значения которого рассчитывают:

- для k = 1 при $p_{и+}$, $T_и$, $x_{1и}$ и $x_{2и}$;
- для k = 2 при $p_и$, $T_{и+}$, $x_{1и}$ и $x_{2и}$;
- для k = 3 при $p_и$, $T_и$, $x_{1и+}$ и $x_{2и}$;
- для k = 4 при $p_и$, $T_и$, $x_{1и}$ и $x_{2и+}$;

$z_{и-}$ — коэффициент сжимаемости, значения которого рассчитывают:

- для k = 1 при $p_{и-}$, $T_и$, $x_{1и}$ и $x_{2и}$;
- для k = 2 при $p_и$, $T_{и-}$, $x_{1и}$ и $x_{2и}$;
- для k = 3 при $p_и$, $T_и$, $x_{1и-}$ и $x_{2и}$;
- для k = 4 при $p_и$, $T_и$, $x_{1и}$ и $x_{2и-}$.

При этом значения давления, температуры и молярных долей компонентов с нижними индексами, включающими плюс и минус, рассчитывают по формулам:

$$p_{и+} = p_и (1+0{,}005\,\delta_p), \quad (57)$$

$$p_{и-} = p_и (1-0{,}005\,\delta_p), \quad (58)$$

$$T_{и+} = T_и (1+0{,}005\,\delta_T), \quad (59)$$

$$T_{и-} = T_и (1-0{,}005\,\delta_T), \quad (60)$$

$$x_{1и+} = x_{1и} (1+0{,}005\,\delta_{x1}), \quad (61)$$

$$x_{1и-} = x_{1и} (1-0{,}005\,\delta_{x1}), \quad (62)$$

$$x_{2и+} = x_{2и} (1+0{,}005\,\delta_{x2}), \quad (63)$$

$$x_{2и-} = x_{2и} (1-0{,}005\,\delta_{x2}), \quad (64)$$

где δ_p, δ_T, δ_{x1} и δ_{x2} — соответственно, погрешности измерения $p_и$, $T_и$, $x_{1и}$ и $x_{2и}$, численные значения которых определяют в соответствии с применяемыми методиками или средствами их измерений.

Приложение А
(обязательное)

Характеристические параметры компонентов природного газа, коэффициенты и параметры методов расчета свойств природного газа

А.1 Методы расчета плотности, коэффициента сжимаемости, показателя адиабаты и скорости звука основаны на использовании уравнения состояния AGA8, приведенного в международном стандарте [1]. В этом же нормативном документе приведены используемые в настоящем стандарте функции, выражающие зависимость изобарной теплоемкости компонентов в идеально-газовом состоянии от температуры.

А.2 В таблицах, приведенных в настоящем приложении, представлены характеристические параметры компонентов природного газа, коэффициенты и параметры методов расчета свойств природного газа (исключая вязкость), взятые непосредственно из стандарта [1].

А.3 Метод расчета вязкости природного газа, используемый в настоящем стандарте, приведен в стандарте [2].

Таблица А.1 — Характеристические параметры чистых компонентов

Компонент	Молярная масса M_i, кг/кмоль	Коэффициент сжимаемости при стандартных условиях z_{ci}	Энергетический параметр E_i	Параметр размера K_i $(м^3/кмоль)^{1/3}$	Ориентационный параметр G_i	Квадрупольный параметр Q_i	Высокотемпературный параметр F_i	Дипольный параметр S_i	Параметр ассоциации W_i
Метан	16,043	0,9981	151,318300	0,4619255	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Этан	30,070	0,992	244,166700	0,5279209	0,079300	0,0	0,0	0,0	0,0
Пропан	44,097	0,9834	298,118300	0,5837490	0,141239	0,0	0,0	0,0	0,0
и-Бутан	58,123	0,971	324,068900	0,6406937	0,256692	0,0	0,0	0,0	0,0
н-Бутан	58,123	0,9682	337,638900	0,6341423	0,281835	0,0	0,0	0,0	0,0
и-Пентан	72,150	0,953	365,599900	0,6738577	0,332267	0,0	0,0	0,0	0,0
н-Пентан	72,150	0,945	370,682300	0,6798307	0,366911	0,0	0,0	0,0	0,0
н-Гексан	86,177	0,919	402,636293	0,7175118	0,289731	0,0	0,0	0,0	0,0
Азот	28,0135	0,9997	99,737780	0,4479153	0,027815	0,0	0,0	0,0	0,0
Диоксид углерода	44,010	0,9947	241,960600	0,4557489	0,189065	0,690000	0,0	0,0	0,0
Гелий	4,0026	1,0005	2,610111	0,3589888	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Водород	2,0159	1,0006	26,957940	0,3514916	0,034369	0,0	1,0	0,0	0,0

Таблица А.2 — Параметры бинарного взаимодействия компонентов

Пара компонентов (i, j)		E^*_{ij}	V_{ij}	K_{ij}	G^*_{ij}
Метан	Пропан	0,994635	0,990877	1,007619	1,0
	и-Бутан	1,019530	1,0	1,0	1,0
	н-Бутан	0,989844	0,992291	0,997596	1,0
	и-Пентан	1,002350	1,0	1,0	1,0
	н-Пентан	0,999268	1,003670	1,002529	1,0
	н-Гексан	1,107274	1,302576	0,982962	1,0
	Азот	0,971640	0,886106	1,003630	1,0
	Диоксид углерода	0,960644	0,963827	0,995933	0,807653
	Водород	1,170520	1,156390	1,023260	1,957310

Продолжение таблицы А.2

Пара компонентов (i, j)		E^*_{ij}	V_{ij}	K_{ij}	G^*_{ij}
Этан	Пропан	1,022560	1,065173	0,986893	1,0
	и-Бутан	1,0	1,250000	1,0	1,0
	н-Бутан	1,013060	1,250000	1,0	1,0
	и-Пентан	1,0	1,250000	1,0	1,0
	н-Пентан	1,005320	1,250000	1,0	1,0
	Азот	0,970120	0,816431	1,007960	1,0
	Диоксид углерода	0,925053	0,969870	1,008510	0,370296
	Водород	1,164460	1,616660	1,020340	1,0
Пропан	*н*-Бутан	1,004900	1,0	1,0	1,0
	Азот	0,945939	0,915502	1,0	1,0
	Диоксид углерода	0,960237	1,0	1,0	1,0
	Водород	1,034787	1,0	1,0	1,0
и-Бутан	Азот	0,946914	1,0	1,0	1,0
	Диоксид углерода	0,906849	1,0	1,0	1,0
	Водород	1,300000	1,0	1,0	1,0
н-Бутан	Азот	0,973384	0,993556	1,0	1,0
	Диоксид углерода	0,897362	1,0	1,0	1,0
	Водород	1,300000	1,0	1,0	1,0
и-Пентан	Азот	0,959340	1,0	1,0	1,0
	Диоксид углерода	0,726255	1,0	1,0	1,0
н-Пентан	Азот	0,945520	1,0	1,0	1,0
	Диоксид углерода	0,859764	1,0	1,0	1,0
н-Гексан	Диоксид углерода	0,855134	1,066638	0,910183	1,0
Азот	Диоксид углерода	1,022740	0,835058	0,982361	0,982746
	Водород	1,086320	0,408838	1,032270	1,0

Окончание таблицы А.2

Пара компонентов (i, j)		E^*_{ij}	V_{ij}	K_{ij}	G^*_{ij}
Диоксид углерода	Водород	1,281790	1,0	1,0	1,0

Примечания

1 $E^*_{ji} = E^*_{ij}$; $G^*_{ji} = G^*_{ij}$, при $i \neq j$.

2 $E^*_{ij} = G^*_{ij} = 1$, при $i = j$.

3 Для пар компонентов (i, j), не представленных в настоящей таблице, все параметры бинарного взаимодействия принимаются равными единице.

Таблица А.3 — Коэффициенты и показатели степеней безразмерных комплексов A_0—A_3

n	a_n	b_n	c_n	k_n	u_n	g_n	q_n	f_n	s_n	w_n
1	0,153832600	1	0	0	0,0	0	0	0	0	0
2	1,341953000	1	0	0	0,5	0	0	0	0	0
3	-2,998583000	1	0	0	1,0	0	0	0	0	0
4	-0,048312280	1	0	0	3,5	0	0	0	0	0
5	0,375796500	1	0	0	-0,5	1	0	0	0	0
6	-1,589575000	1	0	0	4,5	1	0	0	0	0
7	-0,053588470	1	0	0	0,5	0	1	0	0	0
8	0,886594630	1	0	0	7,5	0	0	0	1	0
9	-0,710237040	1	0	0	9,5	0	0	0	1	0
10	-1,471722000	1	0	0	6,0	0	0	0	0	1
11	1,321850350	1	0	0	12,0	0	0	0	0	1
12	-0,786659250	1	0	0	12,5	0	0	0	0	1
13	$2{,}291290\times10^{-9}$	1	1	3	-6,0	0	0	1	0	0
14	0,157672400	1	1	2	2,0	0	0	0	0	0
15	-0,436386400	1	1	2	3,0	0	0	0	0	0
16	-0,044081590	1	1	2	2,0	0	1	0	0	0
17	-0,003433888	1	1	4	2,0	0	0	0	0	0
18	0,032059050	1	1	4	11,0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы А.3

n	a_n	b_n	c_n	k_n	u_n	g_n	q_n	r_n	s_n	w_n
19	0,024873550	2	0	0	-0,5	0	0	0	0	0
20	0,073322790	2	0	0	0,5	0	0	0	0	0
21	-0,001600573	2	1	2	0,0	0	0	0	0	0
22	0,642470600	2	1	2	4,0	0	0	0	0	0
23	-0,416260100	2	1	2	6,0	0	0	0	0	0
24	-0,066899570	2	1	4	21,0	0	0	0	0	0
25	0,279179500	2	1	4	23,0	1	0	0	0	0
26	-0,696605100	2	1	4	22,0	0	1	0	0	0
27	-0,002860589	2	1	4	-1,0	0	0	1	0	0
28	-0,008098836	3	0	0	-0,5	0	1	0	0	0
29	3,150547000	3	1	1	7,0	1	0	0	0	0
30	0,007224479	3	1	1	-1,0	0	0	1	0	0
31	-0,705752900	3	1	2	6,0	0	0	0	0	0
32	0,534979200	3	1	2	4,0	1	0	0	0	0
33	-0,079314910	3	1	3	1,0	1	0	0	0	0
34	-1,418465000	3	1	3	9,0	1	0	0	0	0
35	$-5{,}99905\times10^{-17}$	3	1	4	-13,0	0	0	1	0	0
36	0,105840200	3	1	4	21,0	0	0	0	0	0
37	0,034317290	3	1	4	8,0	0	1	0	0	0
38	-0,007022847	4	0	0	-0,5	0	0	0	0	0
39	0,024955870	4	0	0	0,0	0	0	0	0	0
40	0,042968180	4	1	2	2,0	0	0	0	0	0
41	0,746545300	4	1	2	7,0	0	0	0	0	0
42	-0,291961300	4	1	2	9,0	0	1	0	0	0
43	7,294616000	4	1	4	22,0	0	0	0	0	0

Окончание таблицы А.3

n	a_n	b_n	c_n	k_n	u_n	g_n	q_n	f_n	s_n	w_n
44	-9,936757000	4	1	4	23,0	0	0	0	0	0
45	-0,005399808	5	0	0	1,0	0	0	0	0	0
46	-0,243256700	5	1	2	9,0	0	0	0	0	0
47	0,049870160	5	1	2	3,0	0	1	0	0	0
48	0,003733797	5	1	4	8,0	0	0	0	0	0
49	1,874951000	5	1	4	23,0	0	1	0	0	0
50	0,002168144	6	0	0	1,5	0	0	0	0	0
51	-0,658716400	6	1	2	5,0	1	0	0	0	0
52	0,000205518	7	0	0	-0,5	0	1	0	0	0
53	0,009776195	7	1	2	4,0	0	0	0	0	0
54	-0,020487080	8	1	1	7,0	1	0	0	0	0
55	0,015573220	8	1	2	3,0	0	0	0	0	0
56	0,006862415	8	1	2	0,0	1	0	0	0	0
57	-0,001226752	9	1	2	1,0	0	0	0	0	0
58	0,002850908	9	1	2	0,0	0	1	0	0	0

Таблица А.4 — Коэффициенты для расчета безразмерных изобарных теплоемкостей компонентов природного газа в идеально-газовом состоянии по формуле (27)

Компонент	B_{0i}	C_{0i}	D_{0i}	E_{0i}	F_{0i}	G_{0i}	H_{0i}	I_{0i}	J_{0i}
Метан	4,00088	0,76315	820,659	0,00460	178,410	8,74432	1062,82	-4,46921	1090,53
Этан	4,00263	4,33939	559,314	1,23722	223,284	13,1974	1031,38	-6,01989	1071,29
Пропан	4,02939	6,60569	479,856	3,19700	200,893	19,1921	955,312	-8,37267	1027,29
и-Бутан	4,06714	8,97575	438,270	5,25156	198,018	25,1423	1905,02	16,1388	893,765
н-Бутан	4,33944	9,44893	468,270	6,89406	183,636	24,4618	1914,10	14,7824	903,185
и-Пентан	4	11,7618	292,503	20,1101	910,237	33,1688	1919,37	0	0
н-Пентан	4	8,95043	178,670	21,8360	840,538	33,4032	1774,25	0	0

Окончание таблицы А.4

Компонент	B_{0i}	C_{0i}	D_{0i}	E_{0i}	F_{0i}	G_{0i}	H_{0i}	I_{0i}	J_{0i}
н-Гексан	4	11,6977	182,326	26,8142	859,207	38,6164	1826,59	0	0
Кислород	3,50146	1,07558	2 235,71	1,01334	1 116,69	0	0	0	0
Азот	3,50031	0,13732	662,738	-0,14660	680,562	0,90066	1740,06	0	0
Диоксид углерода	3,50002	2,04452	919,306	-1,06044	865,070	2,03366	483,553	0,01393	341,109
Гелий	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0
Водород	2,47906	0,95806	228,734	0,45444	326,843	1,56039	1651,71	–1,3756	1671,69

Примечание — При расчете безразмерных изобарных теплоемкостей компонентов природного газа в идеально-газовом состоянии по формуле (27) следует иметь в виду, что, если $H_{0i} = 0$, четвертое слагаемое в правой части формулы (27) принимают равным нулю.

Таблица А.5 — Критические параметры и факторы Питцера компонентов природного газа

Компонент	$T_{кр}$, К	$\rho_{кр}$, кг/м^3	Ω_i
Метан	190,564	162,66	0,064294
Этан	305,32	206,58	0,10958
Пропан	369,825	220,49	0,18426
и-Бутан	407,85	224,36	0,16157
н-Бутан	425,16	227,85	0,21340
и-Пентан	460,39	236,0	0,26196
н-Пентан	469,65	232,0	0,29556
н-Гексан	507,85	233,6	0,29965
Азот	126,2	313,1	0,013592
Диоксид углерода	304,2	468,0	0,20625
Гелий	5,19	69,64	-0,14949
Водород	32,938	31,36	-0,12916

Таблица А.6 — Коэффициенты $\{a_{ik}\}$ для расчета вязкости компонентов природного газа в разреженном состоянии по формуле (31)

k	a_{ik} для компонента i					
	Азот	Диоксид углерода	Метан	Этан	Пропан	*н*-Бутан
0	-0,279070091	-0,468233636	-0,838029104	-1,21924490	0,254518256	-0,524058048
1	7,81221301	5,37907799	4,88406903	4,05145591	2,54779249	2,81260308
2	-0,699863421	-0,0349633355	-0,344504244	-0,200150993	0,0683095277	-0,0496574363
3	0,0378831186	-0,0126198032	0,0151593109	0,00662746099	-0,0114348793	0

Окончание таблицы А.6

k	a_{ik} для компонента i					
	и-Бутан	*н*-Пентан	*и*-Пентан	Гексан	Гелий	Водород
0	1,04273843	0,452603096	0,550744125	0,658064311	2,95929817	1,42410895
1	1,69220741	1,79775689	1,75702204	1,50818329	7,1775132	3,03739469
2	0,194077419	0,157002776	0,173363456	0,178280027	-0,641191946	-0,203048737
3	-0,0159867334	-0,0158057627	-0,0167839786	-0,0161050134	0,0451852767	0,0106137856

Таблица А.7 — Коэффициенты $\{c_n\}$ и показатели степеней $\{r_n\}$, $\{t_n\}$ для расчета избыточной составляющей вязкости по формуле (32)

j	c_n	r_n	t_n
1	3,06331302	1	1
2	-8,64573627	1	2
3	8,96123185	1	3
4	-3,00860053	1	4
5	1,27196662	2	1

Окончание таблицы А.7

j	c_n	r_n	t_n
6	-0,875183697	2	2
7	-0,0577055575	3	1
8	0,0352272638	5	1

Таблица А.8 — Коэффициенты $\{\delta_i\}$ и $\{d_{ik}\}$ для расчета параметров преобразований $\{\phi_i\}$ по формуле (33)

i	δ_i	d_{ik} для компонента k					
		Азот	Диоксид углерода	Метан	Этан	Пропан	*н*-Бутан
1	1	-0,005352690	-0,03468202	0	0,04156931	0,03976538	-0,06667775
2	1	0,09101896	0,1130498	0	0	0,08375624	0,2100174
3	0	0,01501200	0,05811886	0	0,06408111	0,1747180	0,06330205
4	1	0,2640642	0,05767935	0	0,04763455	1,250272	0,3182660
5	0	-0,1032012	-0,1814105	0	-0,1889656	-0,5283498	0,1474434
6	1	-0,1078872	-0,5971794	0	0,1533738	0,2458511	-1,113935

Окончание таблицы А.8

i	δ_i	d_{ik} для компонента k					
		и-Бутан	*н*-Пентан	*и*-Пентан	Гексан	Гелий	Водород
1	1	0,07234927	0	0,02229787	0,1753529	0,299249	-0,03937273
2	1	0,009435210	0,1651156	0,08380246	-0,08018375	-0,1490941	0,01532106
3	0	-0,03673568	-0,07126922	0,04639638	-0,03543316	-0,1577329	-0,03423876
4	1	0,4516722	0,06698673	-0,1450583	-0,09677546	-0,225324	-0,1399209
5	0	-0,3272680	-0,5283166	0,03725585	-0,2015218	-0,2731058	-0,06955475
6	1	-0,6135352	-0,7803174	-0,4106772	-1,206562	-0,8827831	-1,049055

Таблица А.9 — Молярные массы кислорода, аргона, н-гептана и н-октана

Компонент	Молярная масса M, кг/кмоль
Кислород	31,9988
Аргон	39,948
н-Гептан	100,204
н-Октан	114,231

Приложение Б
(справочное)

Примеры расчета физических свойств природного газа

Б.1 Примеры расчета, приведенные в настоящем приложении, рекомендуется использовать в качестве тестовых данных при программной реализации методов расчета физических свойств природного газа, которые даны в настоящем стандарте.

Б.2 Примеры расчета приведены в форме таблиц. При этом в таблице Б.1 даны молярные доли компонентов смесей, имитирующих природный газ, а в таблицах Б.2, Б.3 и Б.4 приведены расчетные значения физических свойств для этих смесей при соответствующих температурах и давлениях.

Таблица Б.1 — Молярные доли компонентов смесей, имитирующих природный газ

Компоненты	Молярная доля для смесей		
	№1	№2	№3
Метан	0,965	0,812	0,8641
Этан	0,018	0,043	0,018
Пропан	0,0045	0,009	0,0045
и-Бутан	0,001	0,0015	0,001
н-Бутан	0,001	0,0015	0,001
и-Пентан	0,0005	—	0,0003
н-Пентан	0,0003	—	0,0005
н-Гексан	0,0007	—	0,0012
Азот	0,003	0,057	0,0034
Диоксид углерода	0,006	0,076	0,006
Гелий	—	—	0,005
Водород	—	—	0,095

Таблица Б.2 — Расчетные значения физических свойств для смеси № 1

T, K	p, МПа	ρ, кг/м^3	z	u, м/с	k	μ, мкПа·с
250,00	0,1	0,8112	0,9966	402,4	1,313	9,44
300,00	0,1	0,6749	0,9982	438,1	1,295	11,11
350,00	0,1	0,5780	0,9990	469,3	1,273	12,68
250,00	5,0	49,295	0,8200	372,3	1,366	10,88
300,00	5,0	36,949	0,9116	425,6	1,338	12,09
350,00	5,0	30,253	0,9543	465,5	1,311	13,48
250,00	15,0	196,15	0,6182	471,9	2,912	21,05
300,00	15,0	125,53	0,8050	460,3	1,773	16,61
350,00	15,0	95,519	0,9068	492,0	1,541	16,39
250,00	30,0	285,18	0,8504	767,6	5,601	33,91
300,00	30,0	223,21	0,9054	646,7	3,111	25,68
350,00	30,0	178,53	0,9703	612,6	2,233	22,47

Таблица Б.3 — Расчетные значения физических свойств для смеси № 2

T, K	p, МПа	ρ, кг/м^3	z	u, м/с	κ	μ, мкПа·с
250,00	0,1	0,9577	0,9963	370,1	1,312	10,08
300,00	0,1	0,7967	0,9980	402,8	1,293	11,88
350,00	0,1	0,6823	0,9989	431,5	1,270	13,58
250,00	5,0	59,396	0,8032	339,1	1,366	11,68
300,00	5,0	43,980	0,9039	389,6	1,335	12,95
350,00	5,0	35,869	0,9500	427,1	1,309	14,45
250,00	15,0	241,91	0,5916	444,0	3,179	24,13
300,00	15,0	151,67	0,7864	422,4	1,804	18,18
350,00	15,0	114,10	0,8960	451,3	1,549	17,72
250,00	30,0	342,04	0,8369	728,2	6,046	38,94
300,00	30,0	267,56	0,8915	603,4	3,247	28,75
350,00	30,0	213,16	0,9592	567,0	2,284	24,72

Таблица Б.4 — Расчетные значения физических свойств для смеси № 3

T, K	p, МПа	ρ, кг/м^3	z	u, м/с	κ	μ, мкПа·с
250,00	0,1	0,7454	0,9972	420,9	1,321	9,51
300,00	0,1	0,6203	0,9986	458,3	1,303	11,18
350,00	0,1	0,5313	0,9993	491,0	1,281	12,75
250,00	5,0	43,206	0,8602	399,4	1,379	10,69
300,00	5,0	33,217	0,9324	450,8	1,350	12,04
350,00	5,0	27,454	0,9670	490,8	1,323	13,47
250,00	15,0	158,30	0,7044	463,0	2,263	17,60
300,00	15,0	108,18	0,8589	483,3	1,688	15,58
350,00	15,0	84,803	0,9391	519,1	1,524	15,88
250,00	30,0	253,14	0,8809	724,47	4,428	28,92
300,00	30,0	196,78	0,9443	640,7	2,693	22,93
350,00	30,0	158,80	1,0030	626,8	2,080	20,89

Библиография

Международный стандарт ISO 20765-1:2005(E)*	Natural gas — Calculation of thermodynamic properties — Part 1: Gas phase properties for transmission and distribution applications
ГОСТ Р 8.770-2011	Государственная система обеспечения единства измерений. Газ природный. Коэффициент динамической вязкости сжатого газа с известным компонентным составом. Метод расчетного определения

* С указанным стандартом можно ознакомиться в ФГУП «Стандартинформ».

УДК 662.76.001.4:006.354 МКС 75.060 Б19

Ключевые слова: газ природный, методы расчета, физические свойства, компонентный состав, плотность, коэффициент сжимаемости, показатель адиабаты, скорость звука, коэффициент динамической вязкости, алгоритм расчета, диапазон применения, погрешности расчета

Редактор *Р.С. Хартюнова*
Корректор *Ю.М. Прокофьева*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Подписано в печать 08.02.2016. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,72. Тираж 36 экз. Зак. 4335.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Поправка к ГОСТ 30319.3—2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Пункт 4.3.2, формула (30)	$\mu_0 = \sum_{i=1}^{Nc} \frac{x_i \mu_{0i}}{\sum_{j=1}^{Nc} \frac{[1 + (\mu_{0i}/\mu_{0j})^{1/2} (M_j/M_i)^{1/4}]^2}{[8(1 + M_i/M_j)]^{1/2}}}$	$\mu_0 = \sum_{i=1}^{Nc} \frac{x_i \mu_{0i}}{\sum_{j=1}^{Nc} \frac{x_j [1 + (\mu_{0i}/\mu_{0j})^{1/2} (M_j/M_i)^{1/4}]^2}{[8(1 + M_i/M_j)]^{1/2}}}$
Пункт 5.1.3. Пример	***По таблице 2 находим значения коэффициентов:***	***По таблице 1 находим значения коэффициентов:***

(ИУС № 4 2017 г.)

gost.e-ecolog.ru